



مدلی برای پیش بینی سرعت خوردگی در چاههای نفت حاوی دی اکسید کربن

مترجم: علیرضا منتهایی
شرکت مهندسی و توسعه نفت

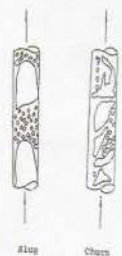
مقادیر به عنوان دومین مجموعه مقادیر فشار در محاسبه مورد استفاده قرار گرفت.

۲. پروفیل رفتار فازی

این برنامه، فازهایی که در تعادلات اعماق مختلف چاه حضور دارند را با استفاده از معادله حالت "پنگ - رابینسون" پیش بینی می کند^(۱). به طوری که، ابتدا سرعت جریان فازهای گاز، نفت، آب را در تفکیک کننده با استفاده از ترکیب گاز، دما و فشار مطابقت می دهد، سپس محاسبه تعادل فاز را برای ته چاه انجام می دهد. این برنامه، توانایی پیش بینی موقعیت نقطه حباب در یک چاه نفت را دارد.

۳. پروفیل دینامیک های جریان

همین که اطلاعات تعادل فاز مشخص شود، ممکن است دینامیک های جریان در اعماق مختلف یک چاه تخمین زده شود. نقشه جریانی اصلاح شده توسط "ایشی و میشیما"، به عنوان بهترین توصیف جامع از رژیم های جریانی در یک چاه نفت مورد استفاده قرار گرفته است^(۲). شکل ۲ رژیم های جریانی که نمونه ای از جریان غیر حلقوی چاه نفت هستند را نشان می دهد.



این رژیم ها جریان حبابی (Bubble Flow)، جریان لخته ای (Slug Flow) و Chum Flow هستند. نقشه "ایشی و میشیما" نشان می دهد که سرعت های ظاهری مایع و گاز می توانند برای شناسایی رژیم هایی که در هر موقعیتی از یک چاه نفت اتفاق می افتد، استفاده شود. به دلیل سرعت های نسبتاً کم گاز در چاههای نفتی، هیچکدام از چاههایی که در این مطالعه مورد بررسی قرار گرفتند،

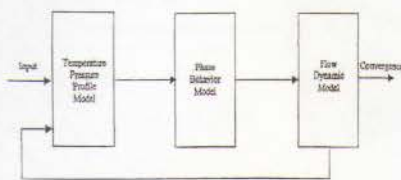
چکیده

مدل کامپیوتری توسعه یافته، توانایی پیش بینی شرایط فیزیکی و سرعت خوردگی داخل یک چاه نفت عمودی در اعماق مختلف را دارد. این چاهها می توانند تحت شرایط جریان طبیعی یا فراز آوری با گاز باشند. مدل مورد بررسی، تحت ویندوز بوده و شامل چهار قسمت ویژه است. برنامه هایی که برای توصیف فیزیکی تهیه شده اند شامل برنامه دما، برنامه تعادل فاز و برنامه دینامیکی جریان غیر حلقوی (non-annular) برای محاسبات افت فشار هستند. این مدل، آنقدر تکرار می شود تا به فشار همگرایی برسد، در این نقطه پارامترهای مختلفی انتخاب شده اند که سرعت خوردگی را پیش بینی می کنند. سیستم خبره ای که توسعه یافته سرعت خوردگی پیش بینی شده را بر اساس پارامترهای مختلف میدان تنظیم می کند.

مقدمه

در آغاز سال ۱۹۹۷، یک گروه از شرکت های اصلی در زمینه نفت و صنایع شیمیایی تحت نظر کنسرسیون مطالعاتی دانشگاه لونیانادر لافایت، مدل تحت ویندوزی را توسعه دادند که به طور فیزیکی می توانست چاههای نفت حاوی دی اکسید کربن را تشریح کند. این مدل برای کنترل انواع چاههای عمودی، دارای جریان طبیعی یا تحت فراز آوری با گاز، به علاوه چاههایی که بالا یا پایین نقطه حباب هستند، طراحی شده بود. نتایج نهایی مدل می توانست سرعت خوردگی در مقابل عمق را پیش بینی کند.

در هر مورد، یکبار داده های مورد نیاز به مدل وارد شده و محاسبات انجام می شود تا توصیف فیزیکی درون چاه به دست آید. شکل ۱، سه مدلی که باید نشان می دهد. هر مدل در زیر توصیف شده است.



شکل ۱- سه مدلی که تا رسیدن به فشار همگرایی تکرار می شوند.

۱. پروفیل دما / فشار

این برنامه، پروفیل دما و فشار را در اعماق مختلف یک چاه نفت محاسبه می کند. در این مدل از روش شبکه های عصبی برای تخمین پروفیل دما استفاده شده است. این روش، پایگاه داده (data base) صدها چاه نفت را برای کمک در پیش بینی دما مورد استفاده قرار می دهد. مقادیر اولیه در محاسبه فشار، با فرض خطی بودن پروفیل فشار بین مقادیر فشار سرچاهی و فشار ته چاهی - مورد استفاده قرار گرفت. بعد از اولین تکرار، افت فشار جدید محاسبه شد و این

جریان حلقوی (Annular Flow) را نشان ندادند.

۴- پروفیل سرعت خوردگی

هدف اولیه این مدل، استفاده از پارامترهای فیزیکی به وجود آمده در هر نقطه از لوله مغزی برای توسعه معادله تجربی با سرعت خوردگی بود. به دلیل اینکه بازدارندگی نفت در پیش بینی سرعت خوردگی چاههای نفت خلل ایجاد می‌کند، داده‌های حاصل از چاههای میعانات گازی غیر حلقوی، در روابط مورد استفاده قرار گرفت. پنج پارامتر برای به دست آوردن یک مدل سرعت خوردگی تجربی در چاههای جریانی عمودی، مورد نیاز بود^(۱۷).

۵- سیستم خبره سرعت خوردگی

عواملی که در توسعه سیستم خبره سرعت خوردگی برای چاههای نفت بررسی شدند، ترشوندگی با آب، رژیم جریان، درجه حرارت و بازدارندگی طبیعی نفت را در بر می‌گیرند. عوامل نشان داده شده توسط محققان در زمینه خوردگی CO₂، برای اصلاح سرعت خوردگی پیش بینی شده در چاههای نفت مورد استفاده قرار گرفت.

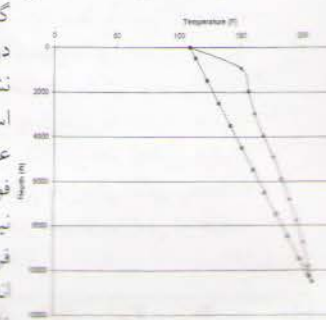
شرح جزئیات مدل

پنج برنامه ای که برای توصیف فیزیکی چاههای نفت و پیش بینی سرعت خوردگی به عنوان تابعی از عمق چاه در نظر گرفته شده به تفصیل در زیر شرح داده شده است.

A. پروفیل دما

تولید نفت و گاز از مخزن با دادن گرما به سازندها همراه است. شکل ۳ پروفیل دمای اندازه

گیری شده از چاهی در خلیج مکزیکو را نشان می‌دهد. واضح است که در چاه با عمق بالاتر از ۱۰ هزار فوت تغییر دما خطی نیست و اگر خطی فرض شود تقریباً به اندازه ۲۰ تا ۲۵ درجه فارنهایت خطا دارد.



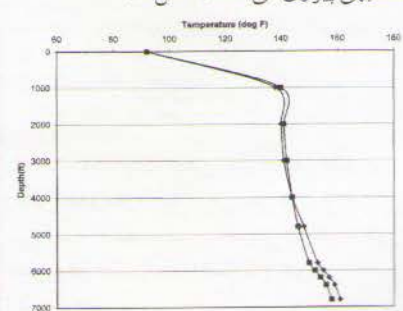
به دلیل برتری شبکه های عصبی مصنوعی

(ANN) تکنیک های رگرسیون بر اساس متدولوژی شبکه عصبی توسعه داده شد تا پروفیل دمای سیال را در چاههای تولیدی چند فازی نفت پیش بینی کند^(۱۸). یک سیستم ANN همچنین توانایی آموزش و تطابق را دارد به طوری که اگر داده های جدید ارایه شود، شبکه می تواند بیشتر آموزش ببیند و اصلاح شود تا این داده های جدید را نیز شامل شود. برای آموزش و آزمایش شبکه های عصبی، داده های ورودی (داده چاه) و خروجی های مطلوب مناظر (دمای سیال در عمق مورد نظر) لازم است. متغیرهای زیر بر اساس در دسترس بودن داده ها انتخاب شدند. برای هر پروفیل دمایی مورد نظر

۱۲ نقطه (data point) از اعماق مختلف فراهم شد و در مجموع ۱۷ چاه برای این پایگاه داده مورد استفاده قرار گرفت. برای دومین پایگاه داده، دمای چاه نفت متشکل از دمای سرچاهی و دمای ته چاهی ۷۲۶ چاه تهیه شد. برای هر چاه ۱۳ پارامتر معین وجود داشت. (شامل قطر لوله مغزی، سرعت آب، نسبت گاز به نفت و ...).

مجموعه داده های آموزشی استفاده شده در این کار به صورت تصادفی (random) انتخاب شدند که ۶۶ درصد چاههای متعلق به پایگاه داده ثانویه و چهار چاه پایگاه داده اولیه را در بر می گرفت. برای این کار الگوریتم یادگیری پس انتشار، به منظور آموزش انتخاب شد، زیرا تنظیم وزن ها و بایاس ها (biases) بر اساس سیگنال های خطای حاصل از لایه خروجی، مطلوب است. وقتی مقدار خطای شبکه به متوسط مجذور خطا که هدف اجرایی است برسد یا وقتی شبکه در یک نقطه جمع شود، آموزش دچار ایست می شود. مدل شبکه شامل ۱۰ نرون ورودی، هشت نرون مخفی و یک نرون خروجی بود.

نتایج به دست آمده با استفاده از مدل ANN دمای سیال را با میانگین مطلق درصد خطای نسبی ۵۹ درصد پیش بینی کرد. مقدار IR-Value از رابطه ANN برابر ۰/۹۳۴ شد. از ۱۰ پارامتری که در رابطه استفاده شد، سنگینی ویژه گاز به عنوان مهمترین پارامتر قرار گرفت. پروفیل دمای پیش بینی شده با استفاده از رابطه ANN نشان می دهد که هم پروفیل واقعی و هم پروفیل پیش بینی شده از الگوهای غیر خطی مشابهی پیروی می کنند (شکل ۴).



B. محاسبات تعادل فاز

برای انجام محاسبات تعادل فاز، لازم است معادله ای وجود داشته باشد که فازها را به طور

واقعی پیش بینی کند و بتواند موقعیت های مختلف داخل یک چاه نفتی را نشان دهد. در این مدل، معادله "پنگ - رایبسون" انتخاب شد تا این توصیف فیزیکی را فراهم کند. این معادله عملکرد بسیار خوبی در چاههای میعانات گازی نشان داده است^(۵).

برای ترمودینامیک تعادل فاز، معادله فوگاسیته هر جزء باید قابل قبول باشد.

$$F_i^V = F_i^{LH_2O} = F_i^{LHC} \quad (1)$$

برای انجام این محاسبات لازم است ترکیب کلی جریان (Z_i)، درجه حرارت و فشار را داشته باشیم. به این منظور، دبی تولید گاز، نفت و آب در تفکیک کننده باید مشخص شود. دانسیته و وزن مولکولی، اجازه می دهد مول های هر فاز تعیین شوند. همین که دبی های جریان در تفکیک کننده با فرآیند تکرار ترکیب کلی، (Z_i)، مطابقت پیدا کرد کل جریان تولیدی می تواند تعیین شود.

یک چاه در نقطه حباب، چاهی است که فاز بخار در جریان تولید آن، به صفر برسد. برنامه، موقعیت این نقطه در چاه تولیدی را به طور دقیق پیش بینی می کند. همانطور که محاسبات به چاهی پیش می رود، مول های بخار به دلیل افزایش فشار ته چاهی، دائماً کاهش می یابند.

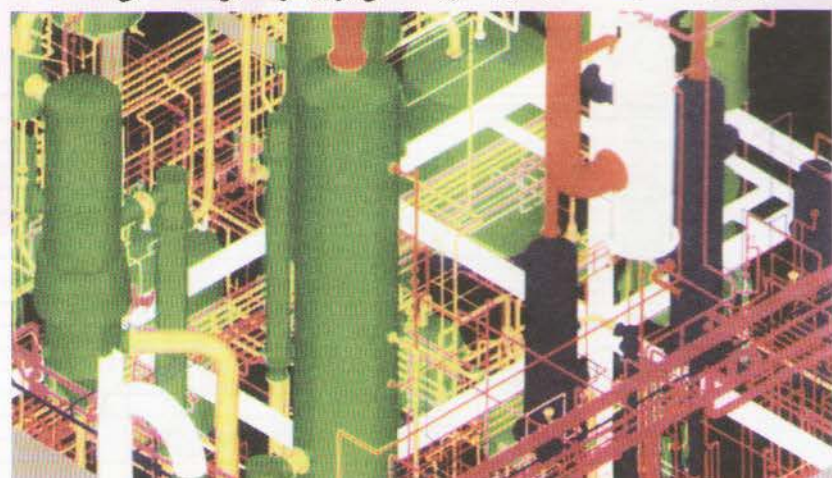
C. دینامیک های جریان داخلی و چاه نفت

شکل ۵ نقشه جریان "ایشی و میشیما" که در



شکل ۵

این کار به منظور توصیف نقاط انتقال بین رژیم های جریانی Churn و لخته ای در یک چاه نفت استفاده شده را نشان می دهد. پارامترهای مورد نیاز سرعت ظاهری گاز و سرعت ظاهری مایع هستند. کار انجام شده در طول این پروژه حاکی از آن است که این نقشه باید به منظور توصیف انتقال از جریان حبابی به جریان لخته ای اصلاح شود. یک پارامتر متفاوت، جزء فضای خالی، برای تعریف این نقطه انتقالی استفاده شده





می سازد. از مسائل مهم در دستیابی به پیش بینی خوردگی در چاههای نفت، خواص بازدارنده طبیعی نفت خام است. برای حل این مسأله، تصمیم گرفته شد، مدل پیش بینی سرعت خوردگی برای چاههای میعانات گازی توسعه داده شود. میعانات در این چاهها اصولاً آلکانها هستند که دارای طبیعت غیر بازدارنده اند و بنابراین آسان تر مدل می شوند. ۹ چاه از این نوع با استفاده از مدل توسعه یافته جدید چاه نفتی، تشریح شد. برای این چاهها سرعت خوردگی در اعماق مشخصی از چاه اندازه گیری شد. با استفاده از نرم افزار NCSS (Number Cruncher Statistical System)

پنج پارامتر ایجاد شد که چاه را با سرعت خوردگی واقعی تصحیح نمود. به عنوان نتیجه معادله زیر با $R^2=0.84$ توسعه داده شد.

Depth (ft)	NNTemp	Linear Press	New Press	Loop1	Loop2	Final Pdrop
0	88.6	1366	1366	1366	1366	17.895
500	119.35	1489.458	1484.214	1454.214	1454.197	17.393
1500	121.44	1736.373	1639.855	1633.972	1633.731	18.513
2500	124.13	1983.289	1838.649	1824.962	1824.129	19.566
3500	127.46	2230.204	2049.418	2026.594	2024.791	20.566
4500	131.46	2477.119	2270.294	2237.994	2234.893	21.454
5500	136.11	2724.035	2499.446	2457.97	2453.312	22.229
6323	140.41	2927.246	2693.28	2644.715	2638.662	22.813
6646	143	3007	2770.447	2719.236	2712.614	22.977

$$CR(mpy) = 0.00491(API)(W_R) - 8.371 \times 10^{-7}(Gsv)^{1.51} + 31.71/VoidFr$$

پارامترهای در نظر گرفته شده، برای انواع رژیم های جریانی مشترک هستند و بنابراین می توانند تحت هر نوع شرایط جریانی در یک چاه مورد استفاده قرار گیرند.

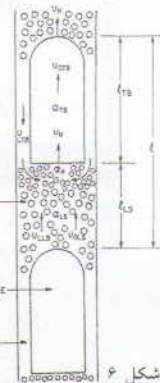
E. سیستم خبره سرعت خوردگی

آنچه در مورد پیش بینی سرعت خوردگی CO_2 به طور طبیعی وجود دارد، وجود عواملی است که روی مقدار پیش بینی نهایی اثر می گذارند. از طریق تجاری که در ارتباط با خوردگی CO_2 حاصل شد می توان چندین عامل را شناسایی کرد که در خروجی سرعت خوردگی موثر بودند و باید در پیش بینی نهایی بررسی می شدند. جدول ۴ نمودار جریانی را نشان می دهد که این عوامل در مقدار سرعت اصلی خوردگی به کار رفته اند. عواملی که در چاههای عمودی بررسی شدند در زیر شرح داده شده اند:

فشار را در عمق ۱۰۰ فوتی برای چاه GC#7 نشان می دهد. توجه داشته باشید که مقادیر هیدرواستاتیک، سنتنیک و ترم اصطکاک نسبی است. همچنان که رژیم جریان از جریان لخته ای به جریان حبابی حرکت می کند تغییری اساسی در ترم افت فشار سنتنیک به وجود می آید زیرا هیچ تغییری در جهت جریان سیال وجود ندارد. از مجموع افت فشار در اعماق مربوطه، افت فشار کلی چاه به دست می آید. فرایند تکرار که برای تخمین افت فشار در یک چاه نفتی استفاده شده بود، قبلاً در شکل ۱ نشان داده شده است. تازمانی که اختلاف فشار از ۱۰ psi کمتر است، برنامه روی فشار تکرار می شود. جدول ۳ چگونگی

است. "داکتر"، جزء فضای خالی 0.25 را برای این انتقال پیشنهاد کرده است. گرچه داده ها از منبع دیگری، اطلاعات مورد نیاز را تهیه نمودند.

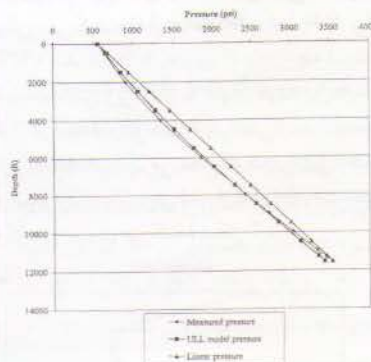
معادلاتی که به وسیله "فرانلدز" (۱۰) توصیف شده اند به طور فیزیکی برای توصیف واحد لخته استفاده می شوند، همانطور که در شکل ۶ نشان داده شده است. یکی از پارامترهایی که از این محاسبات به دست می آید طول لخته مایع است. محاسبات بیش از ۵۰ چاه که مورد آزمایش قرار گرفتند نشان می دهند هنگامی که طول Taylor Bubble در فضای خالی در نقطه تقریباً 0.275 می شود. بنابراین در این کار این عدد به عنوان نقطه انتقال لخته به حباب پذیرفته شد.



بدین ترتیب کار بررسی رژیم های جریان در یک چاه نفت به عنوان تابعی از اعماق چاه، نسبتاً آسان شد. جدول ۱ چاه

Depth(ft)	Temp(F)	Press(psig)	vUnit	Flowreg
0	85.0	1236.0	0.507	SLUG-FLOW
500	90.5	1375.6	0.482	SLUG-FLOW
1500	101.7	1654.9	0.441	SLUG-FLOW
2500	112.9	1934.2	0.407	SLUG-FLOW
3500	124.1	2213.5	0.380	SLUG-FLOW
4500	135.2	2492.8	0.356	SLUG-FLOW
5500	146.4	2772.1	0.301	SLUG-FLOW
6500	157.6	3051.4	0.282	SLUG-FLOW
7500	168.8	3330.7	0.264	BBL-FLOW
8250	177.2	3540.1	0.251	BBL-FLOW
8500	180.0	3610.0	0.247	BBL-FLOW

تغییرات فشار با هر تکرار را تازمانی که این تغییرات بعد از دو تکرار به هم نزدیک شده اند را برای چاه GC#9 نشان می دهد. شکل ۷ فشار اندازه گیری



شده یک چاه و اینکه چطور مدل جدید با فشارهای واقعی تطابق دارد را نشان می دهد. در برنامه، پیش بینی شده است که فشار تخمینی بتواند به طور خطی برای تطابق با مقدار فشار ته چاهی تنظیم گردد.

D. پروفیل سرعت خوردگی

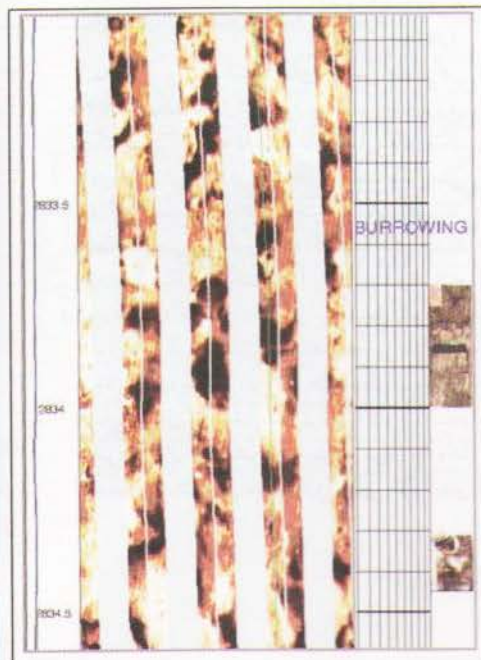
این باور وجود دارد که وقتی توصیف فیزیکی یک چاه برای اولین بار انجام می شود، استفاده از چندین پارامتر توصیفی را برای تهیه معادله پیش بینی سرعت خوردگی امکان پذیر

D14 را با عمق ۸۵۰۰ فوت نشان می دهد که انتقال از لخته به حباب در عمق ۷۵۰۰ فوت نشان داده شده است. توجه داشته باشید که جزء فضای خالی از مقدار انتقال در آن نقطه یعنی 0.275 کمتر است. افت فشار داخلی یک چاه برای هر دو رژیم لخته ای و حبابی می تواند با استفاده از معادله زیر محاسبه شود:

$$\frac{dp}{dl} = \left(\frac{dp}{dl}\right)_{hydrostatic} + \left(\frac{dp}{dl}\right)_{kinetic} + \left(\frac{dp}{dl}\right)_{friction} \quad (2)$$

این در حالی است که عبارات فوق به وسیله روابط فشار استاندارد تعریف شده اند. این محاسبات باید شامل ترم جزء فضای خالی برای تصحیح دانسیته مایع باشد. ترم افت فشار واحد لخته که برای معادلات استفاده شد توسط "سیلوستر" به دست آمده است (۱۱). جدول ۲ نتایج محاسبه افت

Depth (ft)	Flow regime	Hydrostatic (psi/100ft)	Kinetic (psi/100ft)	Friction (psi/100ft)	Total (psi/100ft)
0	slug flow	11.143	4.057	0.106	15.306
500	slug flow	12.365	3.881	0.101	16.349
1500	slug flow	15.667	3.594	0.084	19.347
2500	slug flow	18.272	3.454	0.074	21.802
3500	slug flow	20.339	3.375	0.067	23.783
4500	slug flow	21.936	3.326	0.062	25.324
5500	slug flow	23.157	3.293	0.057	26.508
6500	slug flow	24.090	0.0002	0.031	24.122
7500	bubble flow	24.827	0.0001	0.031	24.860
8500	bubble flow	25.391	0.00008	0.033	25.424
9500	bubble flow	25.824	0.00006	0.033	25.858
10500	bubble flow	26.201	0.00005	0.034	26.236
11274.5	bubble flow	26.442	0.00003	0.035	26.478
11549	bubble flow	26.516	0.00001	0.035	26.551



(a) اثر ترشوندگی با آب

اگر درصد حجمی آب (برش آب) کمتر از ۳۰ درصد باشد، لوله مغزی تر شده با نفت فرض می شود بنابراین سرعت خوردگی برای یک چاه با جریان عمودی صفر در نظر گرفته می شود. اگر برش آب بیش از ۵۰ درصد باشد، سرعت خوردگی همان مقدار پیش بینی شده است. اگر برش آب بین این دو مقدار باشد سرعت خوردگی بین دو مقدار خطی است. اساس این محاسبات کار انجام شده توسط "چوی و همکارانش" است.^(۹)

(b) اثر رژیم جریان

کار انجام شده در این مطالعه نشان داد که سرعت خوردگی در جریان Churn تقریباً ۷۵ درصد مقدار جریان پیش بینی شده برای جریان لخته ای است.^(۹)

(c) اثر درجه حرارت

کار انجام شده توسط "ایکدا و همکارانش" و دیگر محققان نشان داده است که درجه حرارت های بالای ۱۸۵ درجه فارنهایت به دلیل تشکیل رسوب کربنات آهن منجر به کاهش سرعت خوردگی می شود. عوامل به کار رفته، سرعت خوردگی پیش بینی شده را کاهش می دهند. در درجه حرارت های بالای ۲۱۰ درجه فارنهایت تا چهار برابر سرعت خوردگی پیش بینی شده کاهش می یابد.

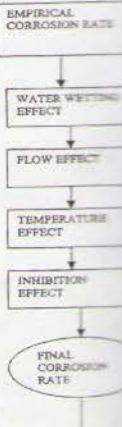
(d) اثر بازدارندگی

آزمایش Wheel Test که شرایط جریان لخته ای را به وضوح نشان می دهد، برای اندازه گیری درصد بازدارندگی نفت خام نسبت به نفت سفید استفاده می شود. نفت سفید نشان دهنده میعانات چاههای گازی است که اساساً خواص بازدارندگی ندارد. سرعت خوردگی با نفت خام در مقایسه با سرعت خوردگی حاصل از میعانات اندازه گیری شد و درصد بازدارندگی به صورت معادله زیر به دست آمد:

$$\% \text{Inhibition} = \frac{(CR_{\text{crude}} - CR_{\text{crude}})}{(CR_{\text{crude}} - CR_{\text{crude}})} \times 100 \quad (۴)$$

بسیس مقدار سرعت خوردگی پیش بینی شده در فاکتور $\frac{\% \text{Inhibition}}{100}$ ضرب می شود. مدل چاه نفت این امکان را فراهم می سازد تا مقدار درصد بازدارندگی به برنامه وارد شود.

مدل چاه نفت توسعه یافته جدید، برای دو چاه اجرا شد که نتایج حاصله بسیار رضایت بخش بودند. جدول ۵ نشان می دهد که چاه GC#4 سه رژیم جریانی متفاوت داشته است و سرعت خوردگی از ۶۵ تا ۱۵۰ میلی متر در سال پیش بینی گردید؛ سرعت خوردگی واقعی این چاه ۱۲۵ میلی متر در سال گزارش شده بود. به همین ترتیب، چاه G-17G چاهی بود که در فاصله ۱۵۰۰ فوتی از سرچاه، نفتی شد،



سرعت خوردگی واقعی این چاه ۵۲ میلی متر در سال بود. جدول ۶ نشان می دهد که سرعت خوردگی به مقادیر پیش بینی شده نزدیک است. این دو مورد اطمینان می دهند که این مدل توانایی پیش بینی نتایج واقعی را دارد.

نتایج

مدل کامپیوتری توسعه یافته جدید، چاههای عمودی جریانی با فراز آوری شده با گاز را به طور فیزیکی توصیف می کند. این مدل، توانایی پیش بینی درجه حرارت، فشار، رفتار فاز و دینامیک های جریان (در هر عمقی از یک چاه جریانی) را دارد. رژیم جریان نیز اثری مشخص روی افت فشار و سرعت خوردگی درون یک چاه دارد. آنچه مشخص شد اینکه وقتی انتقال از جریان لخته ای

به جریان حبابی صورت می گیرد توصیف فیزیکی Taylor Bubble بهترین اشاره را دارد. سرعت خوردگی در چاههای میعانات گازی به پنج پارامتر فیزیکی برای چاههای عمودی بستگی دارد. این چاهها، سرعت خوردگی بالاتری را نسبت به چاههای نفتی - به دلیل اثر بازدارندگی نفت خام - نشان می دهند. سیستم خبره توسعه یافته برای چاههای نفتی، از فاکتورهای برش آب، رژیم جریان، درجه حرارت و اثر بازدارندگی برای اصلاح سرعت خوردگی پیش بینی شده استفاده می کند.

این مدل برای دو چاه از یک میدان آزمایش شد و در هر دو مورد مقادیر پیش بینی شده سرعت خوردگی به سرعت خوردگی واقعی نزدیک بود.

Depth (ft)	Temp (F)	Flowreg	C.R(Emp) mpy	C.R(Theor) mpy
0	85.000	SLUG-FLOW	.000	.000
500	121.000	SLUG-FLOW	.000	.000
1500	126.000	SLUG-FLOW	.000	.000
2500	131.000	SLUG-FLOW	30.675	399.960
3500	136.000	SLUG-FLOW	32.918	399.960
4500	143.000	SLUG-FLOW	35.639	399.960
5500	150.000	SLUG-FLOW	39.031	399.960
6500	158.000	BBL-FLOW	42.918	251.952
7500	166.000	BBL-FLOW	47.514	262.774
8500	174.000	BBL-FLOW	53.558	222.988
9000	178.000	BBL-FLOW	57.407	166.526

فهرست اصطلاحات:

API	=	API gravity
F ^v	=	Vapor phase fugacity,psi
F ^{LH2O}	=	Fugacity of the water phase,psi
F ^{LHC}	=	Fugacity of the organic phase,psi
G _{sv}	=	Gas superficial velocity,ft/sec
L _{su}	=	Liquid superficial velocity,ft/sec
dp/dl	=	Total pressure drop per foot,psi/ft
dp/dl _{hydrostatic}	=	Hydrostatic head,pressure drop,psi/ft
dp/dl _{kinetic}	=	Kinetic energy pressure drop,psi/ft
dp/dl _{friction}	=	Friction pressure drop,psi/ft
VoidFr	=	Void fraction of mixture
W _R	=	Total liquid rate,BB1/day

ضرایب تبدیل به سیستم متریک:

Bbl X 1.589	E-01	=	m ³
Ft X 3.048	E-02	=	m
Ft ³ X 2.831	E-02	=	m ³
°F (F-32)/1.8		=	°C
In X 2.54	E+00	=	cm
Psi X 6.894	E+00	=	kpa

توضیح مترجم: در حالت ChurnFlow سرعت حباب های گاز آنقدر زیاد است که منجر به شکسته شدن آنها می شود. این حالت ناپایدار است و در شرایطی که قطر لوله کوچک باشد به صورت یک حالت انتقال از Slug Flow به Annular است. در شرایطی که قطر لوله بزرگ باشد، موجب حرکت نوسانی مایع به سمت بالا و پایین خواهد شد.

منبع: SPE 66651

- Robinson,D.B.and Peng,D.Y.Industrial and Engineering Chemistry Fundamentals,Vol.15,PP.59-64,1976.
- Ishii,M. and Mishima,K.,International Journal of Heat and Mass Transfer,Vol.72,pp.723-737,1984.
- Velaga,S.,Corrosion Rate in Gas Condensate and Oil wells With Non-Annular Flow,University of Louisiana at Lafayette. MS Thesis , 2000.
- Juliet,N.L.,Predicting Temperature Profiles in Producing Oil Wells Under Neural Networks,University of Southwestern Louisiana,Lafayette,MS Thesis,8991
- Fang,C.S.,Garber,J.D.,Perkins,R.and Reinhardt,J.R.,Paper No.465,Corrosion'89 NACE,New Orleans,1989.
- Fernandes,R.C.,Experimental and Theoretical Studies of Isothermal Upward Gas-Liquid Flows in Vertical Tubes,University of Houston,phd Dissertation,1981.
- Sylvester , N.D.,Transactions of the ASME,Von.25,pp.206-213,1986.
- Choi,H.J.,Cepulis,R.L.,and Lu,J.B.,Paper No.213,Corrosion'88,NACE,St.Louis,Missouri,1988.
- Bayi,U.K.,Comprehensive Hydrodynamic Model for Oil and Gas Wells,University of Louisiana at Lafayette,MS Thesis,1999.
- Ikeda,A.,Ueda,M.and Mukai,S.,Advances in CO2 Corrosion, NACE,Houston,Texas,1984.